

## LETEMODELLER

Estimeringer av mulige petroleumsressurser i et område bygger på en god forståelse av den regionale geologien. Innenfor et område uten tidligere letevirk-somhet vil det være særlig stor usikkerhet om:

- Totale ressurser
- Geografisk fordeling av ressursene
- Størrelsesfordelinger (små eller store forekomster) og antall
- Fordeling mellom olje- og gassressurser

Vurderinger av mulige **letemodeller** (faktaboks) er grunnlaget i metoden som brukes for å estimere mulige petroleumsressurser. For hver letemodell vurderes sannsynligheten for at faktorene som beskrives i figur 23 er tilstede. Produktet av sannsynlighetene for disse tre enkeltfaktorene utgjør letemodellsannsynligheten. Denne beskriver usikkerheten i om letemodellen fungerer før det er gjort funn innenfor modellen. I en bekreftet letemodell er det gjort minst ett funn som dermed har påvist at modellen fungerer. Det er ikke en forutsetning at funnet er lønnsomt.

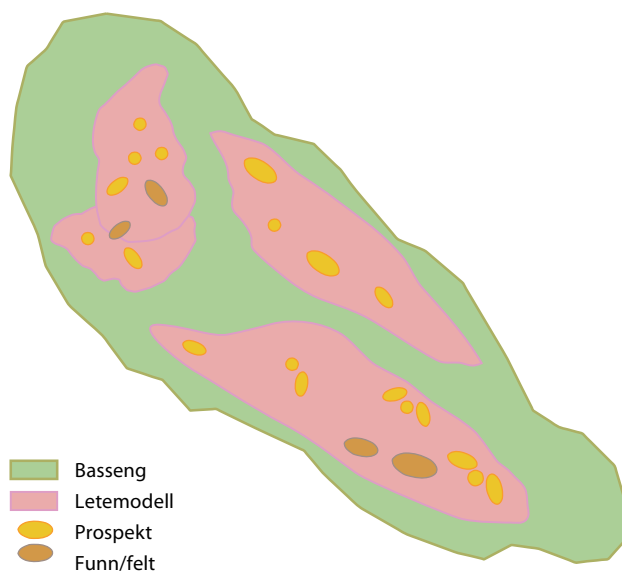
**Letemodell:** Et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen slik at produserbar petroleum kan påvises.

### Disse faktorene er:

**Reservoarbergart,** som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av gitte litostratigrafisk nivå (alder).

**Felle,** som er en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret.

**Kildebergart,** som er skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet. Det må være en **migrasjonsvei** som betyr at petroleum kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.



**Figur 27:** Illustrasjon over sammenheng mellom basseng, letemodeller, prospekt og funn.

En bekreftet letemodell vil bety at det ikke lenger er knyttet usikkerhet til de tre geologiske faktorene. Ved bekreftelse av en letemodell vil ressursanslaget som tilhører letemodellen øke som en følge av at funnsannsynligheten øker. Illustrasjon over sammenheng mellom basseng, letemodeller, prospekt og funn vises i figur 27.

Det kan finnes flere letemodeller innenfor samme geografiske område, de kan for eksempel ha ulik geologisk alder og derfor ligge over hverandre på ulike dyp i lagrekken.

## LETEMODELLANALYSE – METODE FOR BEREGNING AV MULIGE PETROLEUMSRESSURSER

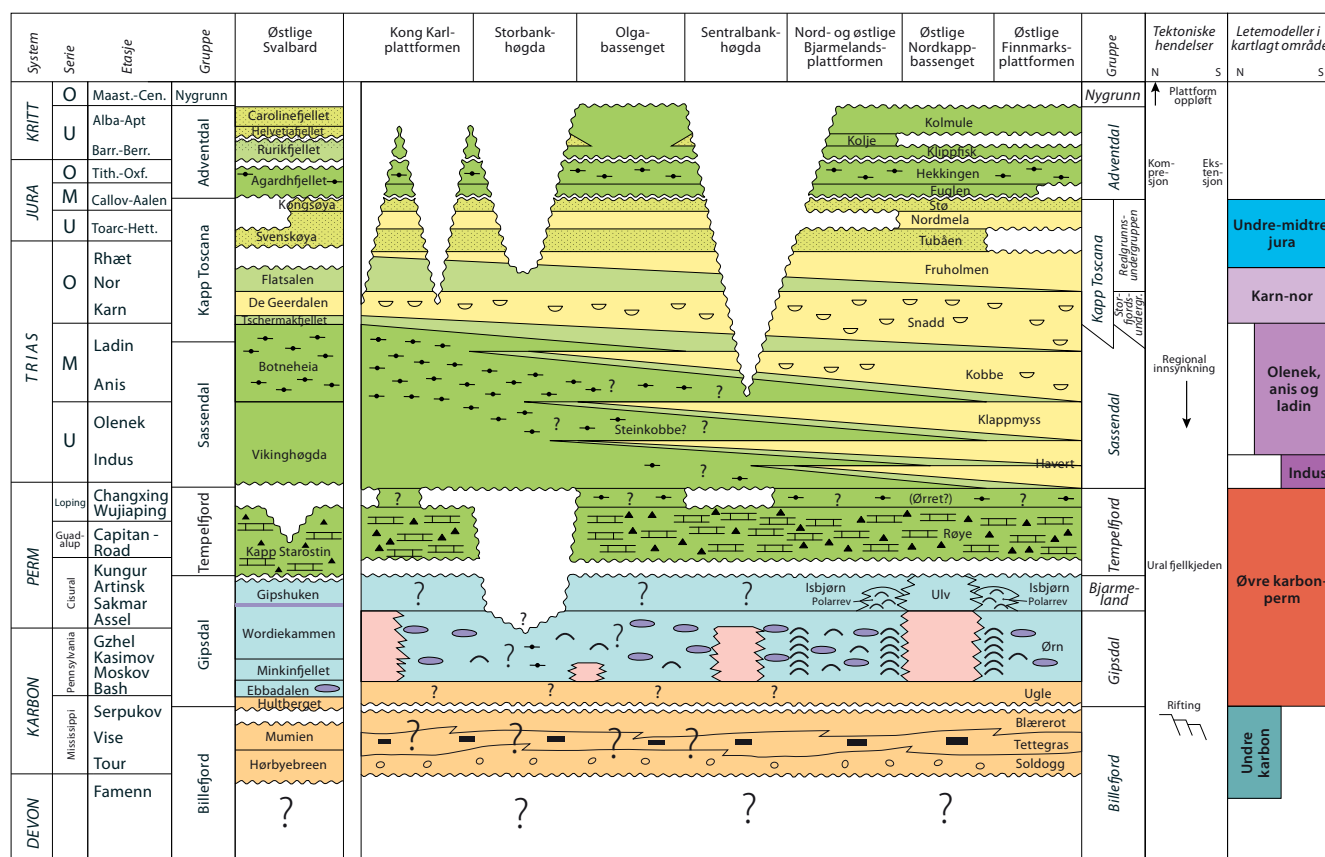
Det finnes flere metoder for å anslå hvor mye væske og gass som er dannet og oppbevart i et område. Valg av metode avhenger blant annet av kunnskapsnivået om området. Utarbeidelse av letemodellanalyse er en stokastisk beregningsmetode OD bruker for å estimere ressursanslagene for norsk sokkel.

Metoden går ut på å systematisere og gruppere de geologiske parameterne som kjennetegner letemodellen, og som skiller den fra andre letemodeller.

Ressursene som estimeres er risikoveiede, det vil si at estimert volum er multiplisert med funnsannsynlighet. Det er usikkert om en letemodell inneholder petroleum før det er gjort funn. Dersom det ikke er påvist bevegelig petroleum i et prospekt som tilhører letemodellen, er letemodellen ubekreftet. For ubekreftede letemodeller er det knyttet usikkerhet til en eller flere av de geologiske faktorene som må være tilstede for at petroleum kan påvises.

Letemodellanalysene anvender en stokastisk beregningsmodell (Monte Carlo-simulering) der det for hver letemodell beregnes tilstedeværende og utvinnbare ressurser med tilhørende usikkerhetsspenn. I analysene tar simuleringen hensyn til funnsannsynlighetene, og ved aggregering tas det hensyn til eventuelle avhengigheter i volum- og risikoparametre og trekker stokastisk innenfor alle usikkerhetsfordelingene.

Selv ved bekreftelse av en letemodell er det usikkert om ressursene i letemodellen ligger i små eller store akkumulasjoner, og om ressursene hovedsakelig er olje eller gass. For mer utfyllende informasjon om



OD 1703015

**Figur 28.** Kronostratigrafi og litostratigrafisk diagram for den østlige delen av norsk del av Barentshavet og for østlige Svalbard, modifisert fra <http://www.npd.no/en/Topics/Geology/Lithostratigraphy/>. Identifiserte letemodeller er markert til høyre i figuren.

variablene som inngår i letemodellanalysene, se «Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2016-Leting, kap 3» (www.npd.no).

Seks letemodeller er identifisert i østlige deler av Barentshavet nord, og de representerer ulike kartlagte reservoarnivå som vist i figur 28.

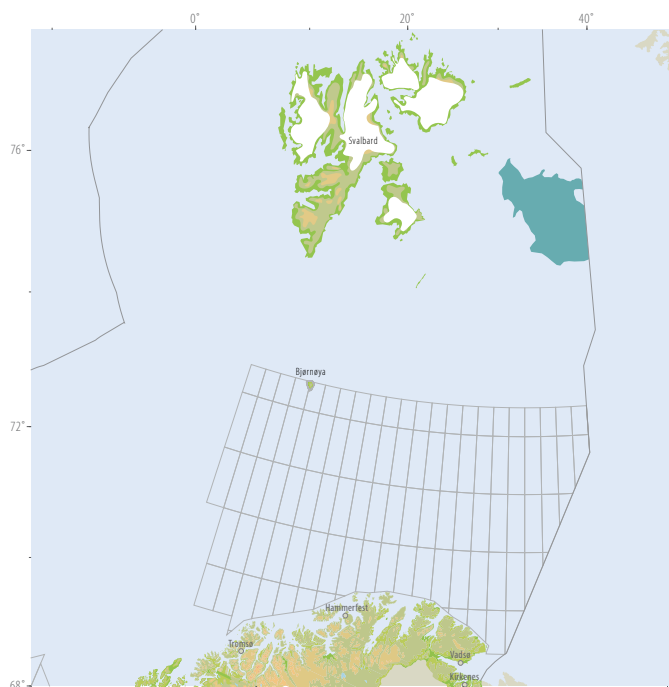
Flere svært store geologiske strukturer er framtrædende på flere geologiske nivå. Disse er hovedsakelig identifisert på Sentralbankhøgda, Storbankhøgda og Kong Karl-plattformen (figur 2). I tillegg til de største strukturene som ble identifisert, er det også potensial for flere, både store og mindre strukturer på de ulike nivåene. Gjennom kartleggingen ble strukturene modnet fram til geologiske lukninger som ble brukt videre i letemodellanalysearbeidet. Letemodellanalysearbeidet baserer seg på den geologiske informasjonen som kommer fram ved å vurdere potensialet for tilstedeværelse av hydrokarboner i de ulike lukningene som har blitt identifisert, samt mulig prospektivitet som kan bli kartlagt med bedre data-dekning i framtiden.

## LETEMODELL AV TIDLIGKARBON (TOUNAI, VISÉ OG SERPUKHOV) ALDER

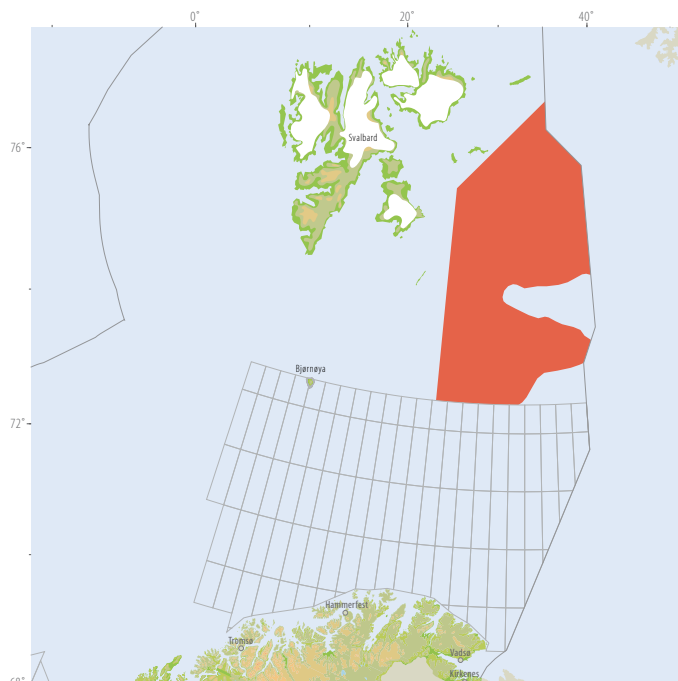
Den eldste vurderte letemodellen i kartlagt område består av sandstein og konglomerater avsatt som fluviale og alluviale elve-, delta- og flomslettesystemer i tidlig karbon. Utstrekningen til denne letemodellen (figur 29) er begrenset til der det er antatt at de klastiske bergartene kan ha bevarte reservoaregenskaper. Dette er i områdene rundt Storbankhøgda der maksimal begravning er antatt å ha vært mindre enn 4500 m.

Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. I tillegg kan stratigrafiske feller i fluviale kanalsystemer lokalt rundt høydene forekomme. Kildebergarten er antatt å kunne være undre karbon kull og karbonholdig skifer (Billefjordgruppen). Som nevnt har denne kilden vært dypt begravd i store deler av området, og gass er derfor mest sannsynlig hydrokarbonfase i letemodellen.

Analog letemodell finnes på Finnmarksplattformen i Barentshavet sør.



**Figur 29.** Utbredelse av letemodellen av tidligkarbon alder i kartlagt del av Barentshavet nord.



**Figur 30.** Utbredelse av letemodellen av senkarbon-perm alder i kartlagt del av Barentshavet nord.

## LETEMODELL AV SENKARBON- PERM (BASJKIRIJA-GUADALUP) ALDER

Letemodellen med utbredelse som vist i figur 30, består av mulige reservoarer i kalkstein og dolomitter i varmtvannskarbonater (Gipsdalgruppen), kalsitt dominerte kaldtvannskarbonater (Bjarmelandgruppen), og silisifiserte karbonater og spikulittisk flint (Tempelfjordgruppen). I Gipsdalgruppen finnes mektige karbonatoppbygninger (palaeoaplysina rev) fra grunnmarint, varmt vann med påviste gode reservoaregenskaper i analoge settinger (Stemmerik & Worsley, 2005). I Bjarmelandgruppen finnes også store karbonatoppbygninger (bryozo rev), men da fra mer marint, temperert vann. Utbredelsen av letemodellen er stor innenfor kartlagt område, men den er ikke vurdert som aktuell i de dypere områdene som Olgabassenget.

På grunn av hyppige og store endringer i relativt havnivå i denne perioden, kan karstifisering (blant annet som på Loppfjorden), være viktig for reservoaregenskapene. En begrensning for reservoar-kvaliteten kan være at karbonatene tidligere har vært for dypt begravd. Lav permeabilitet i dypt begravde karbonater kan kompenseres i områder der det eventuelt finnes oppsprukne reservoarer. Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. Det kan også være utviklet stratigrafiske feller i selvstendige karbonatoppbygninger i hele området.

Aktuelle kildebergarter for letemodellen er undre karbon kull og karbonholdig skifer (Billefjordgruppen), øvre karbon og undre perm organisk karbonatrikt slam (Gipsdalgruppen) og muligens øvre perm marine skifre (Tempelfjordgruppen). Også disse kildebergartene har vært dypt begravd, noe som øker sannsynligheten for eventuell gassgenerering.

Analog letemodell i Barentshavet sør finnes blant annet på Loppfjorden.

BARENTSHAVET NORD

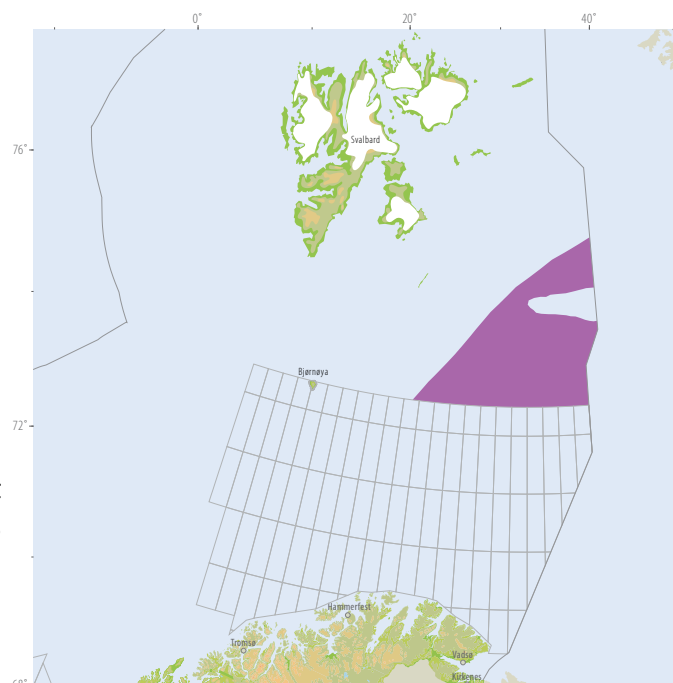
## LETEMODELL AV TIDLIGTRIAS (INDUS) ALDER

Letemodellen med reservoarbergarter av undre trias alder (figur 31) er antatt å være prograderende kyst/deltafront og mulige turbiditt sandsteiner i skråningen ned mot dypere marine forhold nordvest i kartlagt område. I den sørlige delen av området kan fluviale sandsteiner være aktuelle som reservoarenheter. I Hopen 2 brønnen er undre trias (indus) utviklet som mørk skifer uten reservoaregenskaper. Seismisk tolkning viser at klinoformentene i indus flater ut før de når Hopen 2, og at denne posisjonen ligger nord for triasutbyggingen i tidligtrias. Typisk for klinoformentene i tidligtrias er at de er store, men lav-vinklede. Dette kan tyde på at skråningen har stort innhold av silt og leire, og at eventuell reservoarfacies ligger i de mer horisontale lagene over skrålagene. Dette definerer også letemodellens utbredelse.

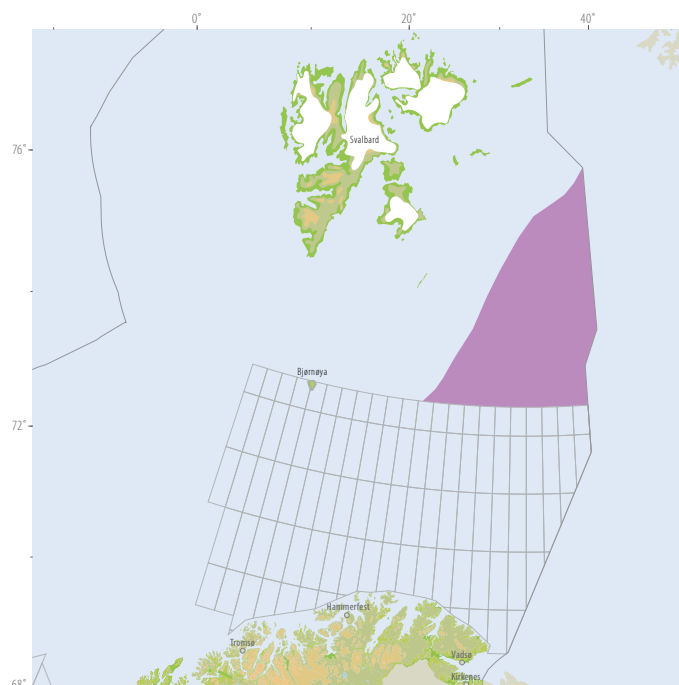
Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. Det kan også være utviklet stratigrafiske feller i fluviale kanalsystemer i den sørlige del av området.

Kildebergartene for letemodellen kan være kull-lag fra tidligkarbon og organisk rike skifre og karbonater i karbon og perm. I tillegg kan ikke organisk rike skifre av tidligtrias alder utelukkes som potensiell kildebergart. Felles for alle de nevnte kildebergartene er at i størstedelen av området ligger kilden dypt. Sannsynligvis har den gått gjennom oljevinduet og genererer eventuelt gass på dagens begravingsdyp.

Modellen er analog til letemodellen for Havertformasjonen i den sørlige delen av Barentshavet hvor det er påvist gass.



**Figur 31.** Utbredelse av letemodellen av undre trias alder i kartlagt del av Barentshavet nord.



**Figur 32.** Utbredelse av letemodellen av tidlig – mellomtrias (ladin, anis og olenek) alder i kartlagt del av Barentshavet nord.

## LETEMODELL AV TIDLIG - MELLOMTRIAS (OLENEK, ANIS OG LADIN) ALDER

Letemodellen med reservoarbergarter av tidlig- mellomtrias alder er antatt å bestå av prograderende kyst/delta frontavsetninger inklusive estuarier og fluviale kanaler. I arealet for letemodellen (figur 32) er det tatt høyde for turbiditt-avsetninger, men disse forventes bare å ha et begrenset volum i forhold til de øvrige faciestypene i modellen.

Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. I øvre del av klinoformsystemene kan utkiling mot nordvest medføre en kombinert stratigrafisk og strukturell lukning. Det kan også være utviklet stratigrafiske feller i fluviale kanalsystemer i den sørlige del letemodellen.

Den viktigste kildebergarten for letemodellen er karbonholdige skifre fra olenek, anis og ladin (Steinkobbe/Botneheiaformasjonen), som er forventet å være den viktigste oljegerererede kildebergarten for modellen.

Andre kildebergarter for letemodellen kan være kulllag fra tidligkarbon og organisk rike skifre og karbonater i karbon og perm. Sannsynligheten er størst for at disse kildebergartene kan ha generert gass på grunn av dyp begravning av skifrene og mulige gassgenererende kullhorisonter i tidligkarbon. Den aller øverste delen av perm, som kan være en aktuell kildebergart i sørlige delen av Barentshavet, ser ut til å være erodert i store deler av området. I tillegg kan skifer i tidligtrias ikke utelukkes som mulig kilde.

Modellen er analog til letemodellene som inkluderer Klappmyss- og Kobbeforrasjonen i Barentshavet sør, hvor det i vest er påvist både olje og gass.

BARENTSHAVET NORD

## LETEMODELL AV SENTRIAS (KARN-NOR) ALDER

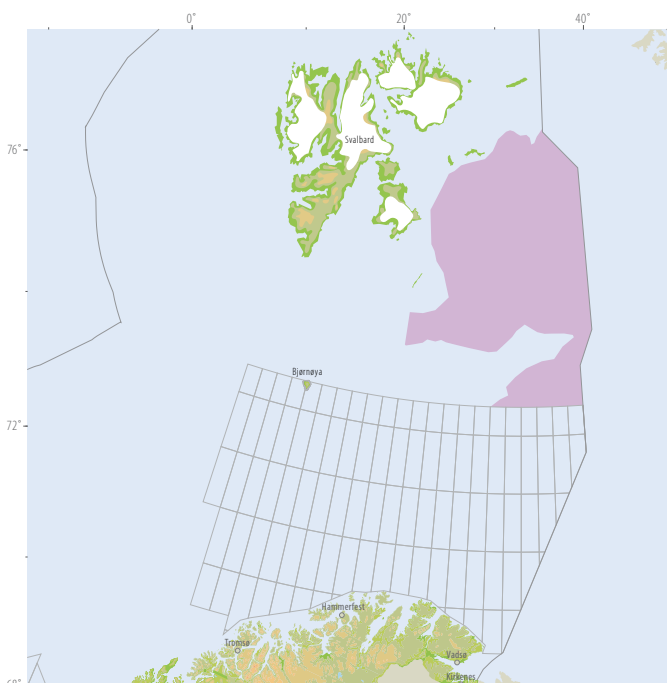
Også reservoarbergartene av sentrias alder er antatt å bestå av prograderende kyst /deltafront avsetninger inklusive estuarier og fluviale kanaler. Letemodellen for dette reservoarnivået er vist i figur 33.

Litostratigrafisk korrelerer denne til De Geerdalen-formasjonen på Svalbard og tynne sandsteiner øverst i Tschermakfjelletformasjonen (figur 28). Foreløpige resultater fra grunne boringer ved Kvitøya 2015 tyder på at sandsteiner avsatt i nor tid kan spille en viktig rolle som reservoarbergart, og at disse ligger like under en marin skifer av nor alder.

Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. I øvre del av klinoformsystemene kan utkiling mot nordvest medføre en kombinert stratigrafisk og strukturell lukning. Det kan også være utviklet stratigrafiske feller i fluviale kanalsystemer. Mindre strukturelle feller kan være dannet av synsedimentær tektonikk i ukonsoliderte bergarter slik de opptrer på Kvalpynten og Klinkhamaren på Edgeøya. Disse er i dette kartleggingsarbeidet betraktet som små strukturer, og som vil være langt under seismisk oppløsning på den tilgjengelige 2D seismikken.

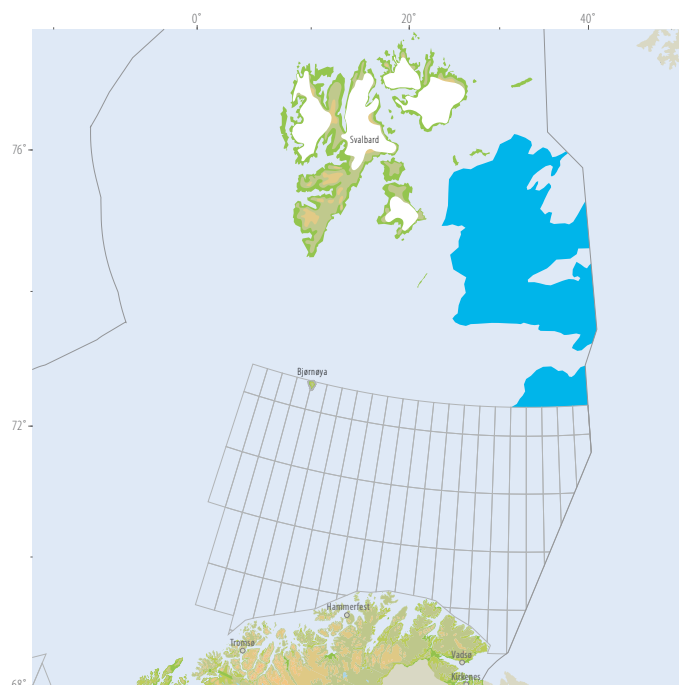
Kildepotensialet er svært likt kildepotensialet for letemodellen i tidlig-mellomtrias, men har i tillegg en mulighet for intern kilde. Den viktigste kildebergarten også for denne letemodellen er Steinkobbe/Botneheia som beskrevet tidligere i rapporten. I tillegg er det mulighet for internt generert gass på grunn av kull-lag og mye organisk plantemateriale i store deler av lagrekken.

Analog letemodell er påvist i Barentshavet sør med både multifase- og gassfunn.



**Figur 33.** Utbredelse av letemodellen av karn og nor alder i kartlagt del av Barentshavet nord.





**Figur 34.** Utbredelse av letemodellen av tidlig-mellomjura alder i kartlagt del av Barentshavet nord.

## LETEMODELL AV TIDLIG-MELLOMJURA ALDER

Letemodellen (figur 34) med reservoarbergarter av tidlig-mellomjura alder er antatt å bestå av prograderende kyst /delta front avsetninger, inklusive estuarier og fluviale kanaler.

Litostratigrafisk korrelerer modellen i nordlige Barentshavet til Svenskøya- og Kongsøyaformasjonen (figur 28). I den sørlige delen av området kan det trekkes paralleller til Realgrunnenundergruppen. Fra Haapetdomen har attributtanalyse av Realgrunnenundergruppen fra 3D-seismikk vist at det her er et velutviklet fluvialt kanalsystem med tilførsel av antatt klastiske sedimenter fra sørøst. Det er god grunn til å anta at disse kanalsystemene fortsetter nordover. Fra Kong Karls Land er mellomjura utviklet med gjennomgående ukonsoliderte sandsteiner, og reservoarkvaliteten er antatt å være svært bra.

Felletypen består av store antiklinaler og mindre forkastningsblokker som kan opptre i stort antall i enkelte områder.

Potensialet for kilde i denne letemodellen vil være samme som kildepotensial for øvre trias letemodellen. Hovedkilden for olje er antatt å være Botneheia/Steinkobbeformasjonen, mens paleozoiske kildebergarter og andre kildebergarter i trias har større potensial for gass.

Analoge letemodeller i Barentshavet sør er påvist med både olje- og gassfunn. Funnet i modellene inngår i både Goliat og Snøhvit feltet.

BARENTSHAVET NORD